

**Доклад на тему:
Анализ работы глубинно-
насосного оборудования при
эксплуатации метаноугольных
скважин**



Выполнила:

Соколова М.В.
инженер-технолог ПОДиПГ
ООО «Газпром добыча Кузнецк»

Содержание

1	Введение.....	3
2	Особенности освоения и эксплуатации метаноугольных скважин с применением глубинно-насосного оборудования.....	4
3	Анализ работы глубинно-насосного оборудования.....	7
3.1	Эксплуатация штанговых глубинных насосных установок	7
3.2	Эксплуатация погружных многоступенчатых насосных установок.....	10
3.3	Эксплуатация электроцентробежных насосных установок.....	15
3.3.1	Основные виды и причины отказов УЭЦН.....	17
3.3.2	Преимущества и недостатки УЭЦН	18
3.4	Эксплуатация штанговых винтовых насосных установок.....	20
3.4.1	Основные виды и причины отказов УШВН	23
3.4.2	Преимущества и недостатки УШВН	26
4	Сравнительный анализ затрат на приобретение, оказание сервисного обслуживания и ремонта оборудования.....	27
5	Рекомендации по подбору подземного оборудования на различных этапах освоения и эксплуатации скважин, по повышению межремонтного периода.	29
5.1	Рекомендации по сокращению отказов электроцентробежных насосных установок	30
5.2	Рекомендации по сокращению отказов штанговых винтовых насосных установок	30
6	Рекомендации по использованию штанговых глубинных и струйных насосных установок для эксплуатации метаноугольных скважин	31
6.1	Применение штанговых глубинных насосных установок	31
6.2	Применение установок струйных насосов	31
7	Список используемой литературы	35
8	Приложения	36

Цель работы:

Анализ использования глубинно-насосного оборудования при эксплуатации метаноугольных скважин:

1. Особенности освоения и эксплуатации метаноугольных скважин с применением подземного оборудования.
2. Анализ работы глубинно-насосного оборудования:
 - основные виды и причины отказов насосного оборудования.
 - преимущества и недостатки применяемых насосных установок.
3. Сравнительный анализ затрат на приобретение, оказание сервисного обслуживания и ремонта оборудования.
4. Возможность использования струйных насосных установок.
5. Рекомендации по подбору подземного оборудования на различных этапах освоения и эксплуатации скважин, повышению межремонтного периода.
6. Заключение.

1 Введение

Освоение и эксплуатация метаноугольных скважин сопровождаются принудительным откачиванием пластовой жидкости, т.к. при добыче метана из угольных пластов главным препятствием выхода газа из пластов является пластовая вода. Так с момента начала откачки пластовой жидкости дебит скважины постепенно растет по мере увеличения депрессии и через несколько месяцев достигает своего максимального уровня, а затем плавно снижается в течение многих лет. Это коренным образом отличает метаноугольные промыслы от обычных, где дебиты природного газа имеют максимальные значения в момент вскрытия продуктивного пласта и уменьшаются по мере истощения месторождения и падения пластового давления.

Для откачивания пластовой жидкости из скважин используются различные типы погружного оборудования в комплекте с наземным оборудованием.

В настоящее время имеется широкий спектр скважинных насосов различной номенклатуры по типоразмерам, диапазону подач, развиваемым напорам, который продолжает стремительно расти и совершенствоваться.

Рассмотрим подробнее особенности эксплуатации метаноугольных скважин и применяемое насосное оборудование на метаноугольных скважинах.

2 Особенности освоения и эксплуатации метаноугольных скважин с применением глубинно-насосного оборудования

Освоение метаноугольных скважин осуществляют в два этапа (см. рисунок *Этапы освоения*). Первый этап характеризуется интенсивным выносом жидкости ГРП с повышенным содержанием механических примесей: пропана, глинистого раствора, угольного шлама.

При откачке пластовой жидкости, в процессе снижения динамического уровня в скважине необходимо контролировать момент начала десорбции газа, который сопровождается изменением давления (повышением давления газа) в затрубном пространстве.

Особо важно контролировать состояние и свойства откачиваемой жидкости (цвет, наличие примесей – угольного шлама и т.д.), так темная вода с угольной пылью позволяет судить о том, что началось разрушение угольного пласта, что приводит к кольматации призабойной зоны пласта.

Результаты, полученные в специализированной лаборатории показали, что на скважинах Талдинской площади среднее содержание механических примесей в перекачиваемой жидкости составляет 12 мг/л. На скважинах Нарыкско-Осташкинской площади значения достигают 406 мг/л.

Отсюда следует вывод, что на начальном этапе освоения происходит значительный вынос мехпримесей, а в процессе эксплуатации содержание взвешенных веществ – кратно снижается. Поэтому целями первого этапа освоения являются:

- удаление механических примесей;

- минимизация отказов погружного оборудования, которое будет использовано в период пробной эксплуатации;
- косвенное определение потенциальных дебитов воды и газа.

На начальном этапе освоения компоновку насосного оборудования для откачки пластовой жидкости изначально спускали в скважину глубину 300-450 м.

Наиболее оптимальной глубиной спуска компоновки глубинно-насосного оборудования на 1 этапе освоения является спуск на глубину 50 м выше глубины залегания верхнего продуктивного пласта (целесообразно включить в схему компоновки УШВН газопесочный якорь).

Если скважина не подвергалась гидроразрыву (ГРП) то первый этап освоения целесообразно исключить.

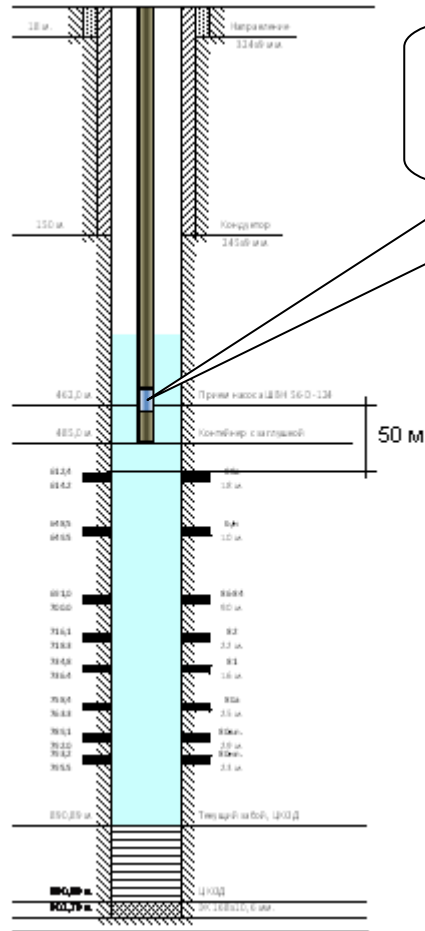
Данный этап освоения позволяет с большей точностью определить потенциальные возможности скважины по дебиту газа и воды, а также подобрать наиболее подходящий типоразмер насосного оборудования на второй этап - вывод на установившийся режим эксплуатации, и максимально исключить риски засорения мехпримесями ГНО.

При эксплуатации динамический уровень пластовой жидкости должен находиться ниже последнего интервала перфорации и не доходить до приема насоса, как минимум, на 30 м, чтобы исключить перегрев эластомера для штанговых винтовых насосных установок, перегрев погружного двигателя электроцентробежных насосов. Таким образом, размер от зумпфа до нижнего интервала перфорации должен быть, как минимум, 60 м.

На втором этапе исключить применение газопесочного якоря (т.к. в процессе эксплуатации происходит забивание приемной сетки мехпримесями, что приводит к преждевременному отказу оборудования).

ЭТАПЫ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

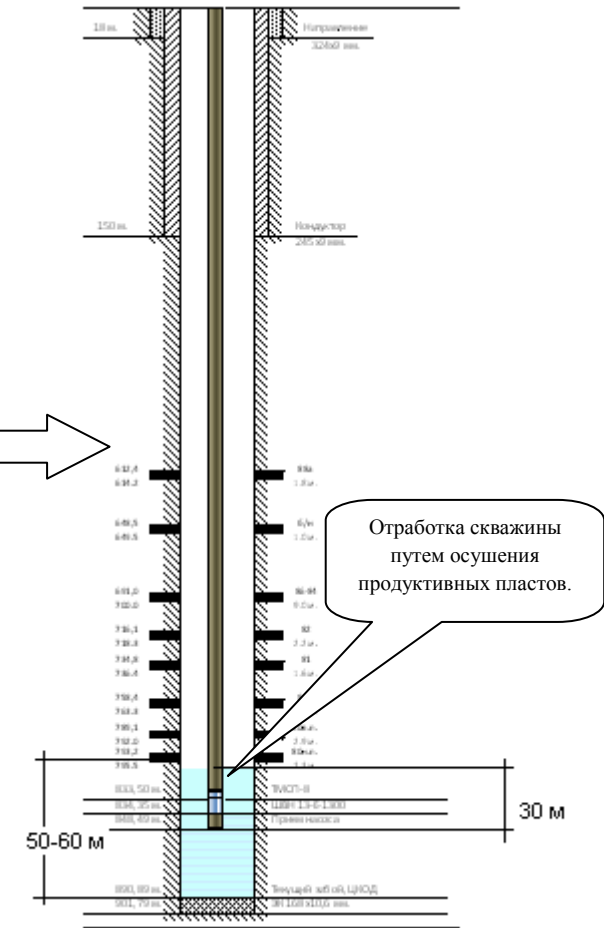
I этап



- Очистка забоя
- Смена винтовой пары
- Спуск на проектную глубину

- Параметры откачиваемой жидкости:
1. Минерализация:
 - ✓ Талдинская площадь от 600 мг/л до 4000 мг/л;
 - ✓ Нарыкско-Осташкинская от 1500 мг/л до 18000 мг/л;
 2. Содержание мехпримесей:
 - ✓ Талдинская площадь от 0,5 мг/л до 57 мг/л
 - ✓ Нарыкско-Осташкинская площадь от 0,3 мг/л до 406 мг/л;

II этап



3 Анализ работы глубинно-насосного оборудования

3.1 Эксплуатация штанговых глубинных насосных установок

Первый опыт применения глубинно-насосного оборудования (штанговых глубинных насосных установок) в Кузбассе был получен в результате проведения газодинамических исследований в пределах восточной части Талдинского месторождения на разведочной скважине № 16320 (глубина скважины 805 м, ствол скважины обсажен до 487 м).

В 2002 году был опробован штанговый плунжерный насос вставного типа (НВ1Б 32-30-15) с приводом станка-качалки СК8. Производительность насоса составляла от 8 до 45 м³/сут.

В феврале 2003 года был опробован штанговый плунжерный насос вставного типа (НВ1Б 44-30-15) с плавным приводом станка-качалки СК8, позволяющий в широких пределах изменять количество извлекаемой из скважины воды без остановки и ремонта оборудования. Производительность откачки от 20 до 120 м³/сут. В процессе эксплуатации данного насоса столкнулись с проблемой засорения клапанных пар, в результате чего 01.03.2003 г. насос был остановлен. Нарботка составила 10 суток.

В апреле 2003 года продолжались работы по откачке пластовой жидкости до окончания испытаний 29.05.2003 г. Нарботка составила 42 суток. Скважина была законсервирована и передана в наблюдательный фонд.

Полученный опыт применения УШГН на метаноугольных скважинах выявил основные недостатки:

- неустойчивость к повышенному содержанию мехпримесей;
- невозможность прямой и обратной промывки из-за высокопоглощающей характеристики угольных пластов и конструктивных особенностей насосов;
- металлоемкость;
- сложность монтажа и обслуживания;

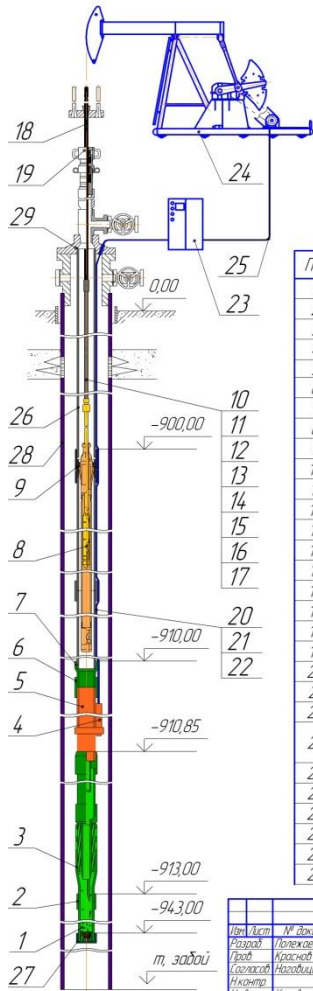
- сервисное обслуживание и ремонт только в специализированных организациях.

В настоящее время в ООО «Газпром добыча Кузнецк» в резерве имеются 2 штанговые глубинные установки УНШГ-57-30-12(60), в комплект оборудования входят насос вставной 30-225-RHAM-СП-П с приводом от станка-качалки СКДР-6-3-6,7-63 ШЗИ-18,5-1500-УХЛ1, оснащенные станцией управления с частотным преобразователем. Впервые в России предусмотрена система погружной телеметрии.

Данный насос специально разработан с учетом специфики метаноугольных скважин для ООО «Газпром добыча Кузнецк». Кроме стандартных деталей ШГН данный насос включает в себя следующие конструктивные особенности: плунжер типа «пескобрей» с заостренными краями клетки; грязеъемные манжеты; дополнительное механическое уплотнение в нижней части плунжера; коррозионностойкое исполнение.

Диапазон подачи варьируется от минимальной 4,95 м³/сут (при частоте 10 Гц, ход плунжера S=1,5) до максимальной 59,4 м³/сут (при частоте 60 Гц, ход плунжера S=3).

СХЕМА УСТАНОВКИ ШТАНГОВОГО ГЛУБИННОГО НАСОСА УНШГ-57-30-12(60)

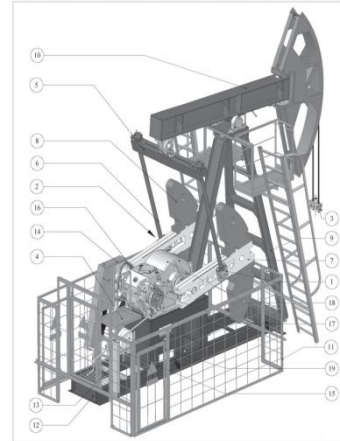


Объект	ООО "Газпром-добыча Кузнецк" Нарыско-Осташкинская площадь
Заказ на разработку №	от

Поз	Наименование	Обозначение	Кол-во, шт
1	Контейнер	Труба НКТ89 ГОСТ 633-80	3
2	Передачик ПТЭВН-К ГОСТ 23979-80	П-21001	1
3	Газопесочный якорь	ПГ-3000	1
4	Погружной блок телеметрии	ТМСП-8-250-103-0	1
5	Стекловолоконный комплект подвески блока ТМС		1
6	Муфта НКТ 73-Е ГОСТ 633-80	1-01662	1
7	Преобразователь ПЭВН-К ГОСТ 23979-80		1
8	Насос стальной штанговый стальной	30-225-RHAM-СП-II-01.000	1
9	Башмак якорный	НМ-89-1000	1
10	Штанга насосная с соединительной муфтой, кл.И	ШН19-8000	75
11	Муфта передаточная Ш19-Ш22	ШШ19x22	1
12	Штанга насосная с соединительной муфтой, кл.И	ШН22-8000	38
13	Штанга насосная с соединительной муфтой, кл.И	ШН22-6000	1
14	Штанга насосная с соединительной муфтой, кл.И	ШН22-1000	1
15	Штанга насосная с соединительной муфтой, кл.И	ШН22-1500	1
16	Штанга насосная с соединительной муфтой, кл.И	ШН22-2000	1
17	Штанга насосная с соединительной муфтой, кл.И	ШН22-3500	1
18	Шток устьевой корд стойкий	ШУ 318-22-4880	1
19	Сальник устьевой корд стойкий	СУ73-32К2-1	1
20	Кабель геофизический	КГ-1x0,75	1000 м
21	Клямса 3"		300
22	Протектор кабельный 3"		25
23	Блок управления с частотным преобразователем и датчиком ШУ-3 и блоком телеметрии ТМС-8	ЭЛЕКТОН-05СК-160-ТН	1
24	Станок-качалка	СКР-6-3-6-7-630(94-85-500-34)П	1
25	кабель силовой		10 м
26	Коланна труб НКТ 89 ГОСТ 633-80		
27	Заглушка НКТ 89		1
28	Эксплуатационная коланна Ø168,3 мм		
29	Оборудование устья		

Изм.	Лист	№ докум.	Лист	Дата	УНШГ-57-30-12 (60) Схема	Лист	Лист	Листов
Разраб.	Половкоб					ЭН		
Проб.	Краснов							
Специал.	Наговицын							
Инженер	Карабин							

Станок-качалка СКДР-6



Вставной насос 30-225-RHAM-СП-II-01.СБ



Станция управления Электон-05СК с частотным преобразователем



Система погружной телеметрии «ТМСП-8»



3.2 Эксплуатация погружных многоступенчатых насосных

установок

В 2010 году на скважине УМ-5.10 проводились промышленные испытания корпусного (погружного) многоступенчатого пластинчатого насоса КМПН 5А-40-800, входящего в состав установки, приводом которого служил погружной асинхронный электродвигатель (ООО «ТД «ЭЛКАМ НЕФТЕ-МАШ», г. Пермь). Нарботка составила – 15 суток.

Технические характеристики насосного агрегата:

Производительность, м³/сут:

1	Номинальная, при частоте 3000 об/мин	40
	Минимальная, при частоте 1000 об/мин	8
	Максимальная, при частоте 3500 об/мин	46
2	Напор (номинальный), м	800
	Напор (максимальный), м	1200
3	Потребляемая мощность при номинальном режиме, кВт, не более	10
4	Диапазон рабочих мощностей , кВт	3 - 12
5	КВЧ , мг/литр, не более (при гарантии 1 год работы)	1000
6	Твердость частиц по Моосу, не более	6
7	Максимальная температура перекачиваемой жидкости, °С	100
8	Вязкость жидкости , сСт	0,5 - 50
9	Исполнение	Коррозионностойкое

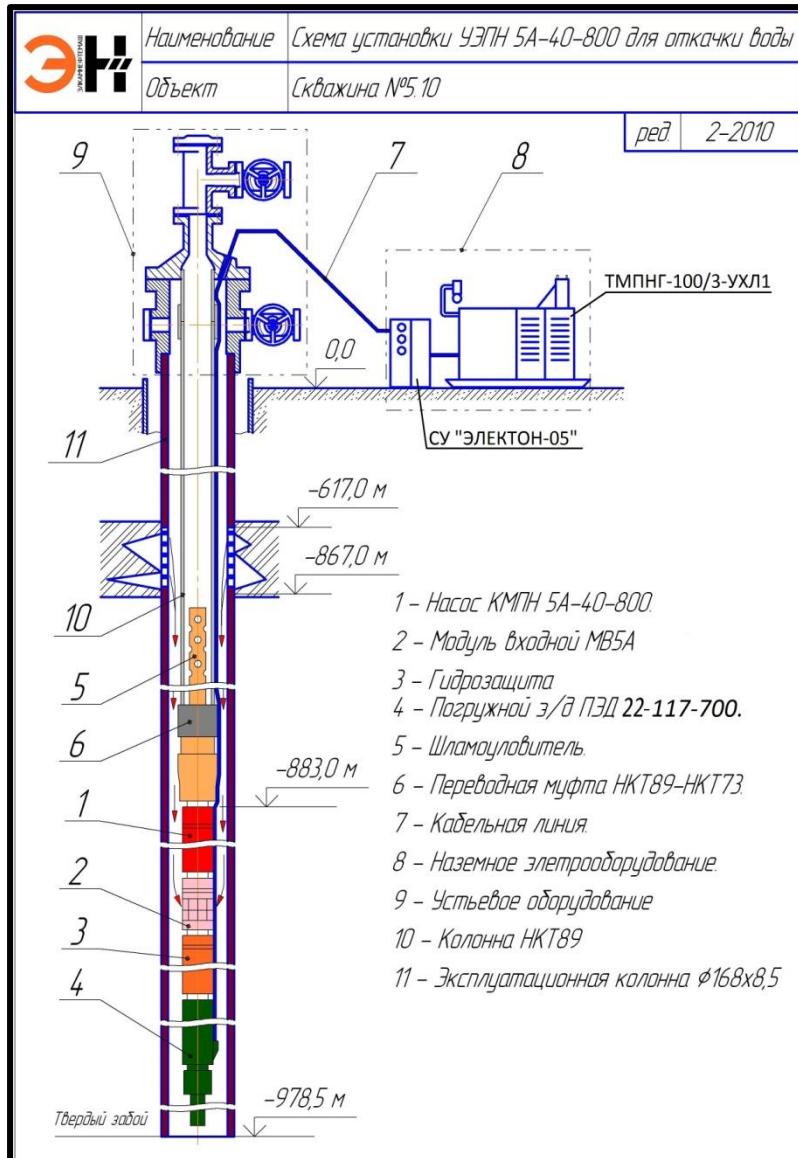
Результаты испытаний можно назвать неудовлетворительными, так как произошел отказ в работе насоса. Причиной отказа явилось засорение рабочих органов насоса (заклинивание вала насоса) и как следствие отказ погружного электродвигателя.

Заклинивание вала насоса произошло при аварийном отключении электроэнергии, в результате оседания механических примесей в столбе жидкости НКТ на рабочие органы насоса.

В связи с особенностью погружной компоновки – отсутствие обратного клапана на колонне НКТ, данные риски исключить невозможно.

Вывод: Представленный тип насоса не актуален для условий эксплуатации скважин в ООО «Газпром добыча Кузнецк» в связи с высокой чувствительностью к концентрации механических примесей в перекачиваемой жидкости.

СХЕМА КОМПОНОВКИ УСТАНОВКИ ПОГРУЖНЫХ МНОГОСТУПЕНЧАТЫХ НАСОСНЫХ УСТАНОВОК УЭПН5А-40-800



В настоящее время в ООО «Газпром добыча Кузнецк» на скважинах Талдинской и Нарыкско-Осташкинской площадях эксплуатируются 17 погружных установок: штанговые винтовые и электроцентробежные насосные установки различных типоразмеров.

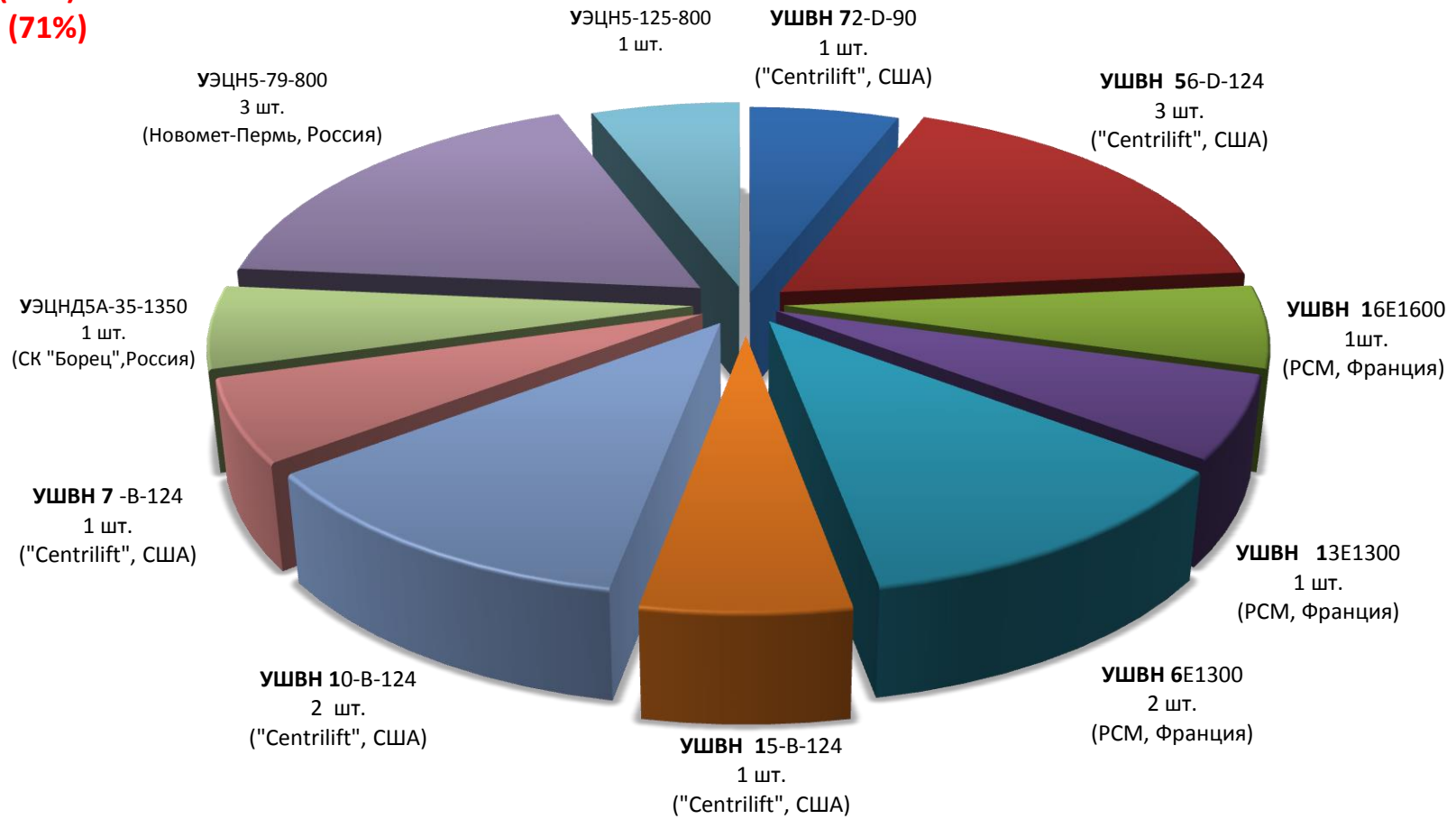
Действующий фонд насосных установок, применяемых для откачки пластовой жидкости представлен на диаграмме.

Рассмотрим работу основных видов погружного оборудования, применяемого в ООО «Газпром добыча Кузнецк».

Для анализа работы глубинно-насосного оборудования (ГНО) и рекомендаций по подбору ГНО использовались накопленные данные (Приложение 1) об установленном глубинно-насосном оборудовании в скважине (типоразмер, время запусков и остановок ГНО, с указанием видов и причин отказов и поднятий насосного оборудования).

**Действующий фонд насосных установок, применяемых для откачки пластовой жидкости на скважинах Талдинской и Нарыкско-Осташкинской площадях
(по состоянию на апрель 2012 года)**

УЭЦН 5 (29%)
УШВН 12 (71%)



3.3 Эксплуатация электроцентробежных насосных установок

В ООО «Газпром добыча Кузнецк» применяются электроцентробежные насосы трех типоразмеров с номинальной производительностью от 35 до 125 м³/сут., в износостойком исполнении (УВНН5-79-800) и для эксплуатации в любых условиях, в т.ч. в условиях высокого содержания механических примесей и агрессивности среды (ЭЦНД5А-35-1350).

Установки комплектуются станцией управления с частотным преобразователем.

Для надежной работы насоса требуется его правильный подбор к конкретной скважине, который определяется в первую очередь:

- ожидаемыми притоками воды;
- необходимым напором;
- конструкцией скважины (радиус кривизны, диаметр эксплуатационной колонны);
- параметрами откачиваемого флюида (содержанием абразивных частиц, содержание газа на приеме насоса и т.д.).

При работе скважины постоянно меняются параметры пласта, призабойной зоны пласта, свойства отбираемой жидкости: содержание воды, количество попутного газа, количество механических примесей, и как следствие, отсюда идет не доотбор жидкости или работа насоса вхолостую, что сокращает межремонтный период работы насоса.

Особенности компоновки УЭЦН представлены на типовой схеме УЭЦН.

ТИПОВАЯ СХЕМА КОМПОНОВКИ УЭЦН, ИСПОЛЬЗУЕМАЯ В ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА КУЗНЕЦК»

СТАНЦИЯ УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТОН-05-250 С ЧАСТОТНЫМ РЕГУЛИРОВАНИЕМ



НАСОС ВНН5-79-800



- Шламоуловитель
- Центробежный насос
- Газосепаратор
- Гидрозащита
- Погружной электродвигатель
- Система погружной телеметрии



Рабочая ступень насоса



РАБОЧАЯ СТУПЕНЬ НАСОСА ВНН5-79-800



ПОГРУЖНОЙ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЬ

ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫЙ НАСОС



ГАЗОСЕПАРАТОР



ГИДРОЗАЩИТА



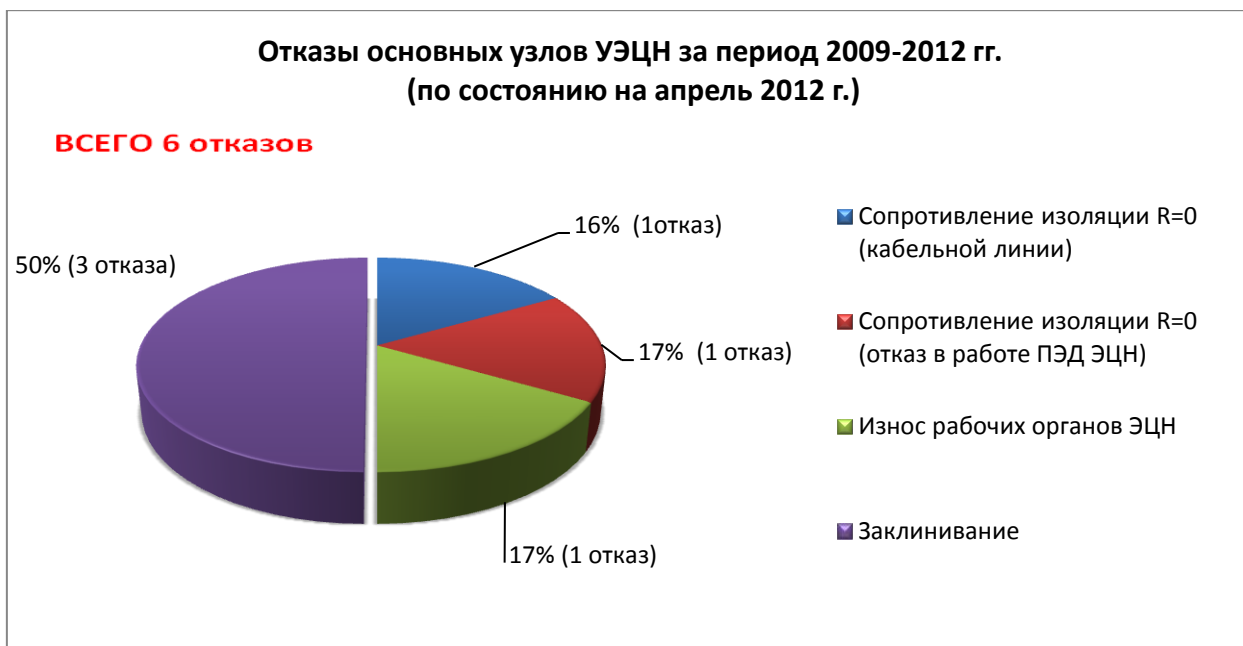
СИСТЕМА ПОГРУЖНОЙ ТЕЛЕМЕТРИИ «ТМСП-3»



КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ

3.3.1 Основные виды и причины отказов УЭЦН

Распределение отказов УЭЦН в ООО «Газпром добыча Кузнецк» по укрупненным причинам за 2009-2012 гг. представлено на диаграмме.



Новое рабочее колесо ЭЦН



Износ рабочих колес ЭЦН



Мехпримеси (пропант, угольная пыль, шлам) извлеченные из насосного оборудования



1. Сопrotивление изоляции R=0 (2 отказа)

- УЭЦНД5А-35-1350 (скв. УМ-5.5). Нарботка составила 208 суток.

Причина: Снижение изоляции в кабельной линии (R=0). Причина не расследована.

- УЭЦНД5А-35-1350 (скв. УМ-5.5) произошло снижение изоляции со-противления в ПЭД. Нарботка составила 20 суток.

Причина: разгерметизация гидрозащиты, предположительно связана с повышенными вибрационными нагрузками установки, вследствие повышенного содержания мехпримесей в перекачиваемой жидкости.

2. Износ рабочих органов ЭЦН

За время эксплуатации УВНН5-79-800 на скважине УМ-5.4 произошел 1 отказ. Нарботка составила 182 суток.

Причина: повышенное содержание мехпримесей в перекачиваемой жидкости привело к абразивному износу рабочих органов ЭЦН.

3. Заклинивание

За время эксплуатации УЭЦН произошло 3 отказа:

- УЭЦН5-125-800 (скв. УМ-5.2). Нарботка составила 378 суток.
- УЭЦНД5А-35-1350 (скв. УМ-5.5). Нарботка составила 170 суток.

Причина: Клин верхней секции

- УВНН5-79-800 (скв. РН-3). Нарботка составила 10 суток.

Причина: повышенное содержание мехпримесей в перекачиваемой жидкости.

Из диаграммы видно, что основной причиной отказов, влияющей на работу установок ЭЦН является засорение мехпримесями.

3.3.2 Преимущества и недостатки УЭЦН

Преимущества ЭЦН:

- возможность откачки больших объемов жидкости.
- высокий межремонтный период.

Недостатки ЭЦН:

- УЭЦН - довольно сложная техническая система;
- небольшой диапазон регулирования подачи (ограничения по частоте 38-70Гц);
- сложность проведения монтажных работ, требующая привлечения квалифицированного персонала;
- высокая стоимость сервисного обслуживания;
- территориальная удаленность специализированных сервисных центров (ближайший – в г. Томск);
- риск перегрева электродвигателя из-за срыва подачи (работа на предельно низких динамических уровнях при эксплуатации метаноугольных скважин).

Выводы:

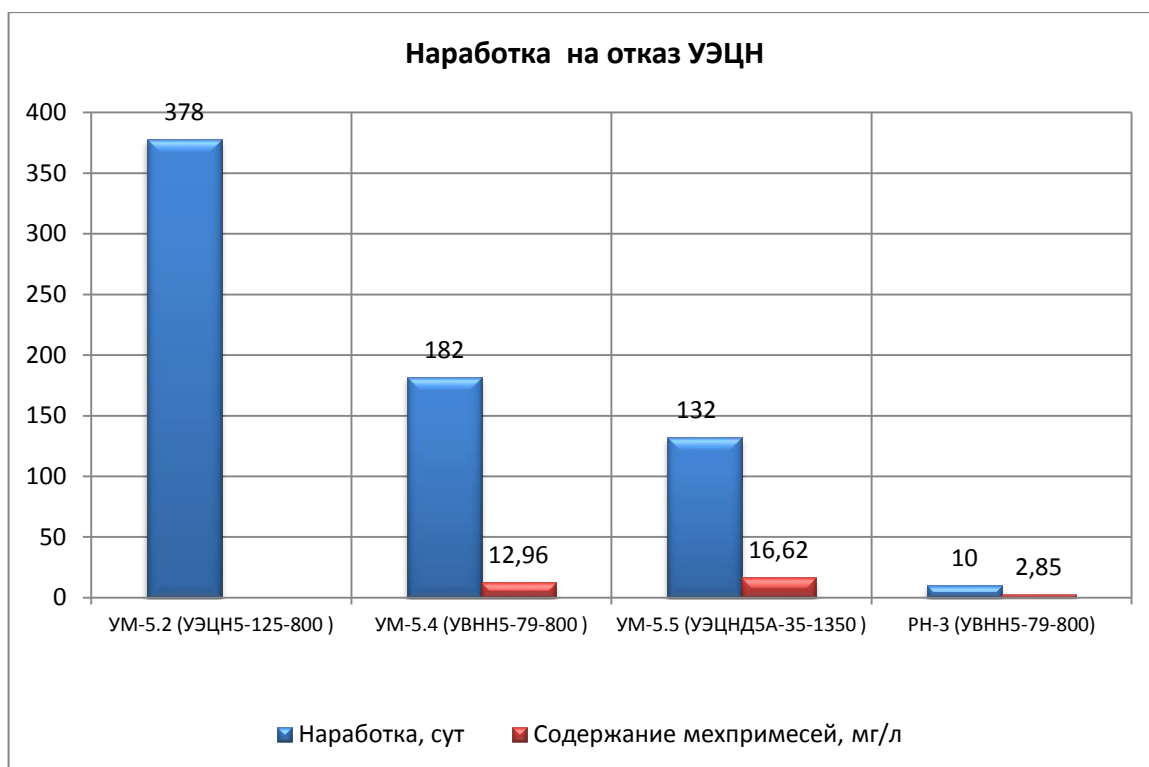
1. Центробежные насосы имеют высокий межремонтный период на метаноугольных скважинах, эксплуатирующихся на установившемся режиме работы. Максимальная наработка УЭЦНД5А-35-1350 (УМ-5.5) составляет 725 суток (по состоянию на 09.04.2012).

Наработка на отказ по фонду УЭЦН составляет 162 суток.

2. Основная доля причин отказов связана (84 %) с выносом мехпримесей.

3. В настоящее время два электроцентробежных насоса нуждаются в ремонте:

- УВНН5-79-800 (УМ-5.4) работает на предельных значениях. Нарботка составляет 525 суток.
- УЭЦН 5-125-800 (УМ-5.2) нуждается в ремонте. Нарботка составила 378 суток.



3.4 Эксплуатация штанговых винтовых насосных установок

Штанговые винтовые насосные установки являются наиболее универсальными для условий метаноугольных месторождений. Они могут эффективно использоваться в вертикальных и наклонно направленных скважинах для извлечения воды на всех этапах, включая: освоение и пробную эксплуатацию скважин.

При выборе штанговых винтовых насосов для освоения и вывода на режим скважин для добычи метана, необходимо применять такие винтовые пары, типоразмеры которых с номинальной подачей могли бы обеспечивать непрерывную работу насоса и в течение длительного времени понижать и поддерживать динамический уровень воды в скважине на проектной глубине. Это позволит создать оптимальную депрессию на угольный пласт, что в дальнейшем приведет к увеличению дебита газа.

Так в качестве примера рассмотрю работу скважины УМ-5.8.

Среднесуточный дебит откачиваемой жидкости из скважины УМ-5.8 составлял $8 \text{ м}^3/\text{сут.}$, среднесуточный дебит газа $-1300 \text{ м}^3/\text{сут.}$, затрубное давление $-1,5 \text{ атм.}$ Скважина оборудована УШВН с винтовой парой 56-D-124 (производительность от $20 \text{ м}^3/\text{сут}$ до $130 \text{ м}^3/\text{сут}$), эксплуатировалась в периодическом режиме.

В марте 2012 года после оптимизации винтовой пары 56-D-124 на 7-B-124., в связи с несоответствием номинальной производительности насоса.

По состоянию на апрель 2012 года среднесуточный дебит откачиваемой жидкости из скважины УМ-5.8 составляет $6 \text{ м}^3/\text{сут}$, а дебит газа увеличился до $1420 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Хотелось бы отметить, что в настоящий момент скважина только выводится на режим (пласты закрыты, давление в затрубье составляет 6 атм.) в дальнейшем ожидается увеличение дебита газа.

При комплектовании установки ШВН необходимо учитывать условия эксплуатации для каждой конкретной скважины:

- инклинометрию скважины;

- толщину стенки эксплуатационной колонны в месте посадки якоря;
Типовая схема компоновки УШВН представлена на рисунке.

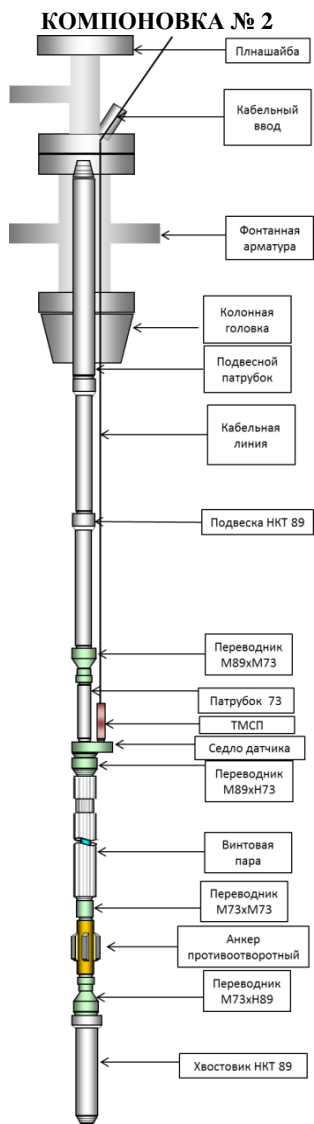
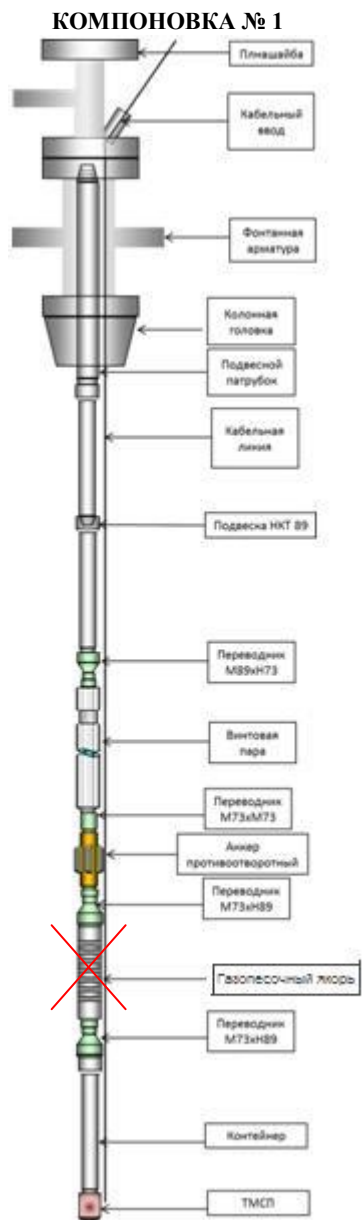
В настоящее время используется схема компоновки № 2, взамен компоновки № 1 (с наличием газопесочного якоря). Отказались от применения газопесочного якоря в компоновке, так как при освоении и эксплуатации скважин происходило периодическое засорение приемной сетки якоря, что приводило к преждевременному отказу оборудования.

При применении штанговых винтовых насосов в подземную компоновку оборудования необходимо дополнительное включение якорного устройства. Чтобы обеспечить простое и надежное решение для развинчивания колонны насосно-компрессорных труб при использовании винтовых насосов, была разработана конструкция динамического противоотворотного якоря.

На данный момент применяется динамический якорь А-168. Также был получен опыт использования статического якоря ЗУ-122, который себя не зарекомендовал для дальнейшего использования. Основные отличия между статическим и динамическим противоотворотным устройством:

- Статический якорь ЗУ-122 (переделанный пакер с центраторами), работает на посадку: фиксируется жестко, растягивает колонну штанг, прокручивается и не держит колонну. Имеет строгое ограничение по толщине стенки эксплуатационной колонны.
- Динамический А-168 противостоит крутящему моменту, конструктивно выход плашек больше, нет требования к толщине стенки эксплуатационной колонне. (Наиболее целесообразно использовать данный тип якоря).

ТИПОВАЯ СХЕМА КОМПОНОВКИ, ИСПОЛЬЗУЕМАЯ В ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА КУЗНЕЦК»



НАЗЕМНЫЙ ПРИВОД «LIFTEQ»



СТАНЦИЯ УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТОН 05-75



ПРОТИВООБОРОТНЫЙ АНКЕР



НАСОСНЫЕ ШТАНГИ



ВИНТОВОЙ НАСОС



ЦЕНТРАТОР



ГАЗОПЕСОЧНЫЙ ЯКОРЬ (ПРИЕМНАЯ СЕТКА ЗАБИТА ГЛИНИСТЫМ РАСТВОРОМ)

СИСТЕМА ПОГРУЖНОЙ ТЕЛЕМЕТРИИ «ТМСП-8»



3.4.1 Основные виды и причины отказов УШВН

Распределение отказов глубинно-насосного оборудования в ООО «Газпром добыча Кузнецк» за 2009-2012 гг. представлено на диаграмме:



Износ резьбовых соединений



Износ сухарей/плашек противотворотного анкера ШВН



Штанга с новым центратором



Разрушение центратора на штангах



Негерметичность НКТ



Мехпримеси в насосном оборудовании



1. Негерметичность НКТ

За время эксплуатации ШВН произошло 9 отказов:

- 115-F-62 (скв. УМ-5.6). 2 отказа. Наработка на отказ составила 48 суток.
- 72-D-90 (скв. УМ-5.7). Наработка составила 84 суток.
- 56-D-124 (скв. УМ-5.7). Наработка составила 344 суток.
- 56-D-124 (скв. УМ-5.4). 2 отказа. Наработка составила 24 суток.
- 56-D-124 (скв. УМ-5.5). Наработка составила 24 суток.
- 56-D-124 (скв. УМ-5.10). Наработка составила 138 суток.
- 13E1300 (скв. PH-6). Наработка 38 суток.

Основным причинами негерметичности явилось механическое истирание колонны штанг о колонну НКТ.

Результаты проведенного анализа показали, что основная доля отказов (78 %) приходилась на 2009-2010 гг. когда среднее количество центраторов на колонне штанг составляло 24 шт., что позволяет говорить о недостаточной надежности этих узлов ШВН.

Решение проблемы: увеличение количества центраторов на колонне штанг.

3. Отворот НКТ

За время эксплуатации ШВН произошло 5 отказов:

1. 56-D-124 (скв. УМ-5.5). 2 отказа. Нарботка 13 суток.
2. 56-D-124 (скв. УМ-5.8). Нарботка 847 суток.
3. 56-D-124 (скв. УМ-5.10). Нарботка 205 суток.
4. 56-D-124 (скв. РН-2). Нарботка 42 суток.

Причины:

Вследствие засорения мехпримесями/подклинивания винтовой пары, происходит набор пружины, создается повышенный крутящий момент, срыв анкера и обратное вращение, как следствие отворот НКТ. Либо недоворот резьбового соединения НКТ при СПО.

4. Отворот штанг

За время эксплуатации ШВН произошло 1 отказ:

1. 10-B-124 (скв. РН-7). Нарботка составила 1 сутки.

Причины: Засорение мехпримесями винтовой пары.

5. Обрыв штанг

За время эксплуатации ШВН произошло 4 отказа:

1. 56-D-124 (скв. УМ-5.7). Нарботка составила 1 сутки.

Причина: Обрыв штанг произошел из-за нагрузок на штанги, вызванные увеличенным крутящим моментом, в результате подклинивания ротора в статоре.

2. 56-D-124 (скв. УМ-5.10). 2 отказа. Средняя наработка составила 14 суток.

Причина: Отказ связан с повышенным крутящим моментом, либо с механическим истиранием.

3. 56-D-124 (скв. РН-1). Нарботка составила 9 суток.

Причина: Механическое истирание. Обрыв штанг по резьбовому соединению. Подняли 31 штангу (из 48) на последней штанге сорвана резьба.

6. Заклинивание

За время эксплуатации ШВН произошло 4 отказа:

1. 56-D-124 (скв. УМ-5.7). Нарботка составила 66 суток.
2. 56-D-124 (скв. РН-2). Нарботка составила 2 суток.
3. 56-D-124 (скв. УМ-5.10). Нарботка 26 суток.

Причины: Повышенное содержание мехпримесей в перекачиваемой жидкости.

Вывод:

Анализ работы ШВН показал, что наработка на отказ по фонду составляет 99 суток, а основными причинами отказов установки являются:

- недостаточное оснащение колонны штанг центраторами (устранили увеличением количества центраторов);
- высокое содержание мехпримесей в откачиваемой жидкости.

3.4.2 Преимущества и недостатки УШВН

Преимущества ШВН:

- Способность откачки жидкостей с большим содержанием механических примесей (пропанта, угольного шлама, глинистого раствора) на начальном этапе и с большим содержанием газа на конечном этапе при условии использования газосепаратора;

- Широкий диапазон рабочих дебитов (что особенно важно на этапе освоения скважин);

Пример расчета производительности ШВН 16E1600:

*при частоте 10 Гц $n=37$ об/мин $Q_{сут}=0,37*16=5,92$ м³/сут*

*при частоте 50 Гц $n=186$ об/мин $Q_{сут}=1,86*16=29,76$ м³/сут.*

- Низкая металлоемкость;
- Достаточно низкая потребляемая электрическая мощность;
- Минимальные затраты, простота и лёгкость выполнения монтажных/демонтажных работ, техобслуживания.

Недостатки ШВН:

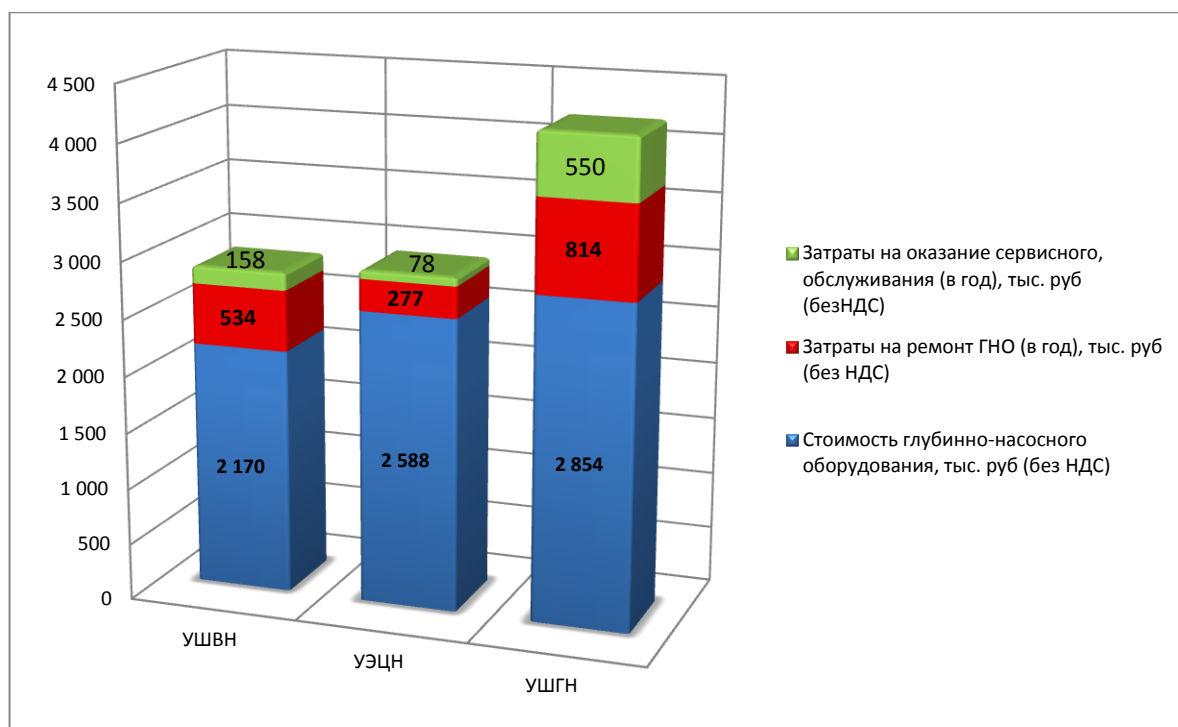
- Ограничения и риски связаны со штанговой колонной (вероятность обрывов и отворотов штанг, необходимость использования центраторов).

4 Сравнительный анализ затрат на приобретение, оказание сервисного обслуживания и ремонта оборудования

Согласно коммерческому предложению стоимость оборудования для добычи метана из угольных пластов у поставщика на 2012 г составляет:

- ШВН (ЗАО «Канаросс») 2 170 тыс. руб. (без НДС);
- ЭЦН (ООО «Новомет») 2 588 тыс. руб. (без НДС);
- ШГН 2 854 тыс. руб. (без НДС).

Сопоставление стоимости глубинно-насосного оборудования и затрат на оказание сервисного обслуживания и ремонта



Примечание: Затраты на ремонт и сервисное обслуживание ГНО (из расчета на 1 скважину);

➤ при эксплуатации штанговых глубинных насосных установок основные затраты приходятся на сервисное обслуживание и ремонт ГНО (ввиду низкого межремонтного периода, сложности

монтажных/демонтажных работ, сервисного обслуживания, необходимости создания сервисного звена по обслуживанию установок);

➤ при эксплуатации штанговых винтовых насосных установок минимальными будут затраты на приобретение оборудования, а основными - затраты на ремонт погружного оборудования;

➤ при эксплуатации электроцентробежных установок затраты на сервисное обслуживание и ремонт ГНО будут минимальными по сравнению с ШВН и ШГН (ввиду высокого межремонтного периода), следовательно наиболее рационально и экономично применять центробежные насосы (при откачивании пластовой жидкости из скважины в больших количествах, т.к. номинальная производительность ЭЦН выпускается от 15 м³/сут).

Для снижения затрат на приобретение глубинно-насосного оборудования необходимо:

➤ Рассмотреть возможность закупок глубинно-насосного оборудования по прямым договорам на этапе ГРР и пробной эксплуатации.

5 Рекомендации по подбору подземного оборудования на различных этапах освоения и эксплуатации скважин, по повышению межремонтного периода.

Опыт освоения и пробной эксплуатации разведочных скважин показал, что для скважин по добыче метана из угольных пластов необходима разно-сторонняя линейка скважинного насосного оборудования, которое будет использоваться на разных этапах добычи:

1. На первом этапе освоения целесообразно использовать штанговые винтовые насосы, т.к. они:

- устойчивы к повышенному содержанию мехпримесей.
- возможно устранение причин заклинивания на месте, без привлечения сервисной организации.

Средняя наработка по фонду – 99 суток.

На сегодняшний день парк оборудования (винтовых пар) представлен насосами с высокой производительностью ($56 \text{ м}^3/\text{сут}$ - $115 \text{ м}^3/\text{сут}$).

Исходя, из опыта освоения скважин Нарыкско-Осташкинской площади наиболее востребованными на текущий момент являются винтовые насосные пары с номинальной подачей $3 \text{ м}^3/\text{сут}$ (т.к. производительность скважин по пластовой жидкости изменяется в диапазоне от $0,2 \text{ м}^3$ до 4 м^3).

2. На втором этапе освоения целесообразно использовать электроцентробежные насосные установки (при установившемся режиме эксплуатации и бесперебойной поставке электроэнергии, если позволяют водопритоки), т.к.:

- центробежные насосы имеют высокий межремонтный период на метаноугольных скважинах, эксплуатирующихся на установившемся режиме работы (УВНН5-79-800 - 725 сут.). Средняя наработка по фонду - 162 суток.

3. Для стабильного вывода на режим и освоения скважин (создания оптимальной депрессии), необходимо исключить работу глубинно-насосного оборудования (по возможности) в режиме периодического включения-отключения, что в дальнейшем приведет к увеличению дебита газа.

4. Рассмотреть возможность закупок глубинно-насосного оборудования по прямым договорам на этапе ГРП и пробной эксплуатации.

5.1 Рекомендации по сокращению отказов электроцентробежных насосных установок

➤ Производить очистку забоя скважины перед спуском глубинно-насосного оборудования.

➤ Применять электроцентробежные насосы на установившемся режиме эксплуатации при минимальном содержании механических примесей.

5.2 Рекомендации по сокращению отказов штанговых винтовых насосных установок

Для каждой скважины необходим индивидуальный подход, в зависимости от её инклинометрии. Поэтому для снижения отказов по негерметичности колонны НКТ, отворотов штанг необходимо:

➤ оптимальное применение и размещение центраторов, увеличение количества центраторов, которые помогают уменьшить нагрузки при контакте насосной штанги/НКТ и таким образом, увеличивают срок эксплуатации насосной штанги/НКТ.

6 Рекомендации по использованию штанговых глубинных и струйных насосных установок для эксплуатации метаноугольных скважин

6.1 Применение штанговых глубинных насосных установок

Ввиду сложности монтажных работ ШГН (вставных насосов), их применение возможно, где точно известен фактический дебит воды и где опасность засорения рабочих органов насоса мехпримесями сведена к минимальным значениям.

Наиболее подходящими для эксплуатации ШГН являются скважины:

- УМ-5.6 (среднесуточный дебит 56 м³/сут, содержание взвешенных веществ в среднем составляет 4,63 мг/л);
- РН-3 (среднесуточный дебит 32 м³/сут, содержание взвешенных веществ не превышает 2,85 мг/л);

Стоит учесть, что помимо текущего обслуживания необходимо привлечение бригады КРС, ввиду низкого межремонтного периода – 26 суток. Следовательно, это понесет за собой определенные затраты.

6.2 Применение установок струйных насосов

В качестве альтернативного варианта существующим установкам ШВН и ЭЦН рассматривался вариант возможности применения струйных насосных установок для условий метаноугольных скважин.

Принцип работы всех установок струйных насосов (УСН) заключается в следующем. Рабочая жидкость под высоким давлением подается в сопло и истекает с высокой скоростью (до 300 м/с). При этом создается область разрежения и добываемая жидкость через горловину всасывается в диффузор. Диаметр диффузора в несколько раз (4-6) больше диаметра сопла, и поэтому скорость жидкости быстро падает. Происходит обратный процесс перехода кинетической энергии жидкости в потенциальную энергию ее подъема на поверхность.

На рисунке 1 приведены конструкции подземной части оборудования струйных насосов. Все они имеют сходное устройство, включающее кожух струйного насоса 3, сопло 4, всасывающие окна 6, специальную муфту 7, колонну у насосно-компрессорных труб 2.

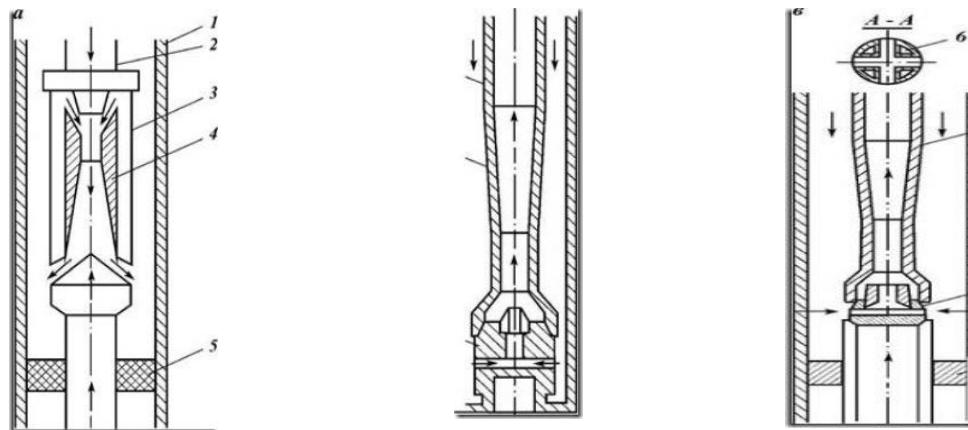


Рисунок 1 – Установки струйных насосов с использованием поверхностного силового привода при компоновке:

а – пакерной с обратным расположением струйного насоса; б – пакерной с прямым расположением струйного насоса; в – беспакерной двухтрубной с прямым расположением струйного насоса; 1 – эксплуатационная колонна; 2 – колонна НКТ; 3 – кожух струйного насоса; 4 – сопло; 5 – пакер; 6 – всасывающие окна; 7 – специальная муфта; 8 – внешняя колонна НКТ.

Различаются установки схемой подачи силовой жидкости: в схеме а она подается по колонне насосно-компрессорных труб и поднимается вместе с добываемой жидкостью по затрубному пространству; в схеме б силовая жидкость подается по эксплуатационной колонне и поднимается по колонне НКТ; в схеме в спущена вторая колонна НКТ, и силовая жидкость подается по кольцевому пространству, образованному двумя колоннами труб, а поднимается по центральной колонне.

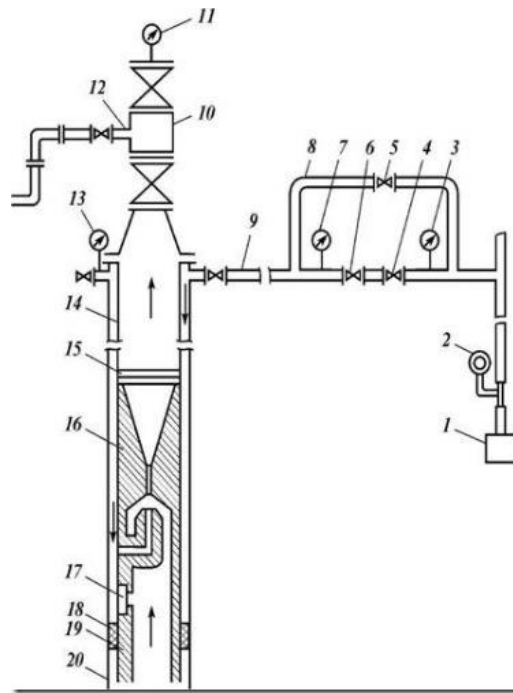


Рисунок 2 – Скважинная струйная установка

Установки струйных насосов обладают рядом существенных преимуществ по сравнению с другими способами эксплуатации:

- простота и компактность скважинного оборудования;
- отсутствие движущихся частей, кабеля и насосных штанг;
- высокая надежность скважинного оборудования, большой межремонтный период работы;
- замена насоса без подземного ремонта;
- доступ на забой без подъема скважинного оборудования;
- проведение гидродинамических исследований в скважине и оптимизация отбора жидкости;
- эксплуатация скважин в осложненных условиях (высокое содержание мех-примесей, низкая проницаемость коллектора, нестабильный приток жидкости из пласта, большая кривизна скважины вплоть до горизонтали).

При принятии решения об использовании СНУ необходимо учитывать:

- металлоемкость, большую занимаемую площадь, высокую стоимость (ориентировочно 3-5 млн. руб.) и большие затраты на эксплуатацию наземного оборудования;
- необходимость привлечения для обслуживания персонала высокой квалификации;
- сложность ведения оперативного контроля технологических режимов скважин.

В результате проведенного мониторинга оказалось, что применение струйных насосов наиболее рационально в наклонно направленных скважинах и горизонтальных (пластовых) скважинах с высоким газовым фактором и со значительным содержанием в продукции коррозионно-активных веществ и механических примесей, при средней глубине динамического уровня (до 1500 м) и из скважин со средними и высокими дебитами. Экономическая целесообразность в случае применения для групп скважин.

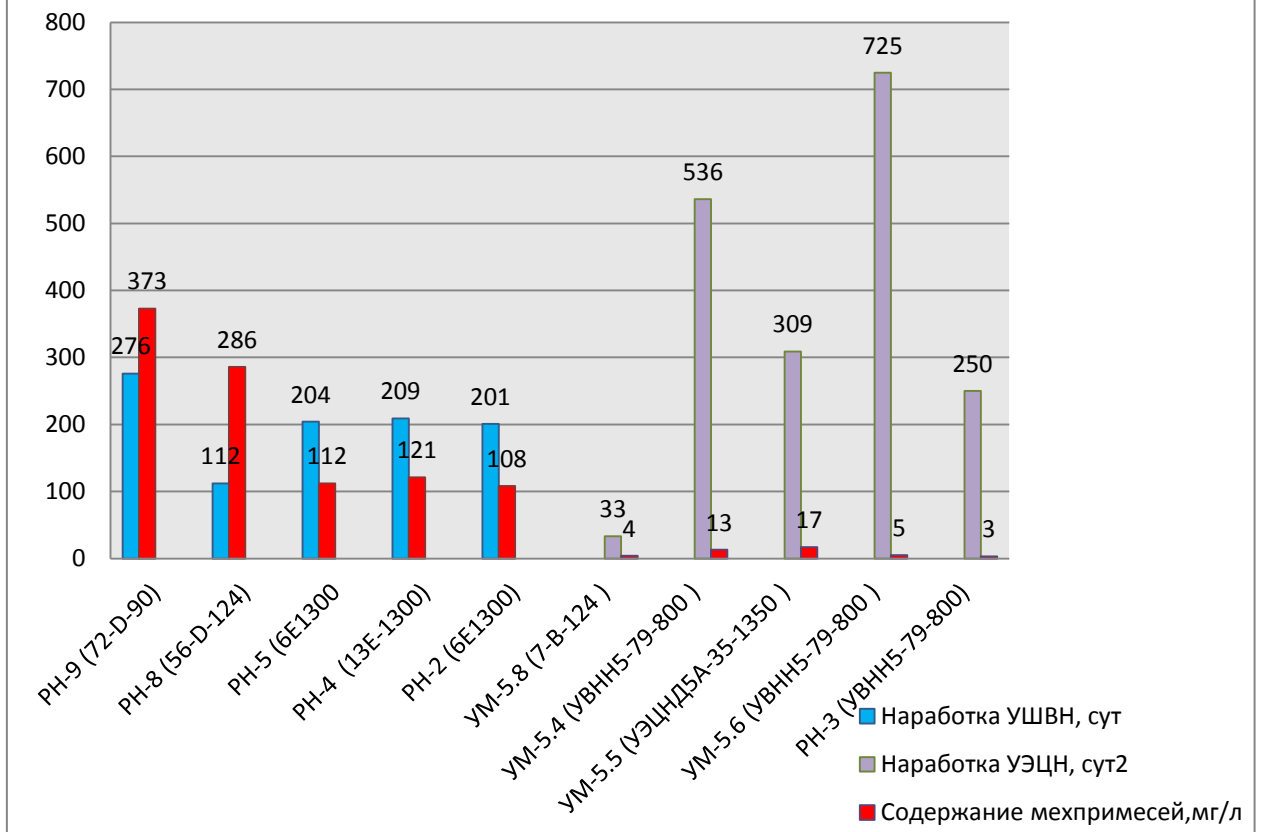
Из перечисленного выше можно сделать следующий вывод, что данный тип установки в настоящее время не актуален для наших условий на этапе освоения метаноугольных скважин.

7 Список используемой литературы

1. Дроздов А.Н. Механизированная эксплуатация скважин углеметановых месторождений: состояние и перспективы// Газовая промышленность.-2009.№3-С.60-64.
1. Дроздов А.Н. Применение установок погружных гидроструйных насосов для эксплуатации осложненных скважин// Нефтегазовая вертикаль.-2009. №12-С.70-73.
2. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Каштанов В.С. и др. Учебное пособие для ВУЗов «Оборудование для добычи нефти и газа». М.: Нефть и газ, 2002. Часть I.
3. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Каштанов В.С. и др. Учебное пособие для ВУЗов «Оборудование для добычи нефти и газа». М.: Нефть и газ, 2003. Часть II.
4. Ершов М.С., А.Д. Яризов. Электрооборудование и станции управления технологических установок механизированной добычи нефти. Москва: Недра 2008 г.
5. Руководство по эксплуатации УЭЦН РЭ ООО «БОРЕЦ», 2004г.
6. Паспорта глубинно-насосного оборудования ОАО «Новомет-Пермь».
7. Хрюкин В.Т., Сторонский Н.М, Васильев А.Н., Кирильченко А.В., Швачко Е.В., Малинина Н.С., Митронов Д.В. «Типизация метаногольных месторождений (на примере Кузбасса) с оценкой возможности применения различных технологий интенсификации газоотдачи угольных пластов», Наука и техника в газовой промышленности, 2009, № 3, с. 22-30.

8 Приложения

Наработка ГНО



*на сегодняшний день ГНО, работающее без отказов.

МРП глубинно-насосного оборудования ООО "Газпром добыча Кузнецк"

Дата обновления: 09.04.2012

Скважина	Столбчатая буровая	Интервалы перфорации	ЦКО Д	Текущий забой	Кол-во СПО/ № СПО	ГНО	Глубина ЗД	Глубина приёма насоса	НКТ (кол-во труб) (НКТ(К)+ШТ+ШТц+ПШ)	Спуск	Запуск	Остановка	Подъем	Наработка суток	Кол-во отказов	Состояние/ причины отказов /поднятий	Примечания
ТАЛДИНСКАЯ ПЛОЩАДЬ																	
8 скв.					36,5										27		
УМ-5.2	5,0	347,0-574,0	640,0	641,0	4,5	УЭЦН5-125-800	597	588	582,2 (59)	29.01.11		09.04.12		378	5	Стоп насоса	
УМ-5.2				641,0	1	BMW PUMP 95-100			592		21.03.10	12.06.10		83	1	Отворот	
УМ-5.2				641,0	1	BMW PUMP 88-100			592		15.06.10	01.08.10		47	1	Обрыв штанг	
УМ-5.2				614,75	1	BMW PUMP 88-100			572,09 (58)		04.08.10	23.11.10	26.11.10	111	1	Отворот НКТ	01.12.11 г. стоп насоса ЭЦН. Плановый ревизия ФА.02.12.2011 Запуск ЭЦН в 15-48, подача воды в 15-52.
УМ-5.2				614,75	1	BMW PUMP 95-100		600,39	583,59 (61)	05.12.10	06.12.10	16.01.11	20.01.11	41	1	Отворот НКТ	16.01.2011 в 07:35 час. стоп насоса (отсутствию подачи воды из скважины). Оптимизация.
УМ-5.2				611,91	0,5	УЭЦН5-125-800		588	582,2 (59)	29.01.11	30.01.11	12.02.12		378	1	Заклинивание	12.02.2012 Увеличение притока воды в 15:45 стоп до принятия решения 22.02.2012 В 8:20 пуск насоса. В 9:30 стоп по перегрузу. С 07:08 до 16:13 произведено 11 пусков ЭЦН. 28.02.2012 10-04 смена частоты F=60Гц, 10-29 стоп высокой частоте, 10-30 пуск, стоп по перегрузу, 10-31 пуск F= 53Гц, 10-34 увеличение частоты до 59 Гц, 11-59 смена F 12-12 "стоп", перегруз.12-22 пуск, 12-22 перегруз, дальнейшие попытки пуска положительного результата не дали. 29.02.2012 11:30 - 12:09 АЦ32:прямая промывка скважины, объемом 1,8м3 с давлением до 20атм. Нст=126м. 12:11 Пуск ЭЦН F=43Гц: стоп по перегрузу ч/з 15с. 13:42- 14:05 повторная промывка объемом 1,6м3 . P=30атм; 10 пусков ЭЦН в прямом и обратном направлении (-). Стоп по перегрузу.
УМ-5.4	5,1	332,0-527,0	588	583,05	5,5	УВНН5-79-800	573	565	552,41 (53)	20.10.10	21.10.10	09.04.12		536	3	В работе	
УМ-5.4				583,05	1	56-D-124			320	15.09.09	18.09.09	30.09.09	01.10.09	12	0	Первый спуск	

УМ-5.4				583,05	1	56-D-124			544,77		03.10.09	31.10.09		28	1	Негерметичность НКТ	30.10.09. стоп насоса ШВН, снижение дебита воды скважины.
УМ-5.4				583,05	1	56-D-124			559,42		02.11.09	22.11.09		20	1	Негерметичность НКТ	22.11.09. стоп насоса ШВН, снижение дебита воды скважины.
УМ-5.4				583,05	1	115-F-62			541,7	25.11.09	25.11.09	15.04.10		141	0	Оптимизация	15.04.2010 Скважина остановлена для оптимизации.
УМ-5.4				583,05	1	УВНН5-79-800			552,41 (53)	18.04.10	19.04.10	18.10.10	19.10.10	182	1	Износ ГНО (рабочих колес насоса)	18.10.2010 в 19:45 час. стоп УЭЦН для замены ГНО (снижение производительности УВНН5-79-800).
УМ-5.4				583,05	0,5	УВНН5-79-800			552,41 (53)	20.10.10	21.10.10	09.04.12		536	0	В работе	20.10.2010 Спуск насоса ЭЦН ВНН 5-79/800 на гл. 568 м
УМ-5.5	5,1	588,4-782,2	851,0	851,0	8,5	ЭЦНД5А-35-1350	823	816	802,4 (77)	05.06.11	05.06.11	09.04.12		309	6	В работе	
УМ-5.5				851,0	1	56-D-124			355		15.09.09	01.10.09		16	0	Первый спуск	
УМ-5.5				851,0	1	56-D-124			814		03.10.09	27.10.09		24	1	Негерметичность НКТ	27.10.2009 стоп насоса ШВН снижение дебита воды
УМ-5.5				851,0	1	56-D-124			800		31.10.09	15.11.09	22.11.09	15	1	Отворот НКТ	15.11.2009 Остановка ШВН (Отворот НКТ.)
УМ-5.5				851,0	1	56-D-124			794,49	22.11.09	22.11.09	03.12.09	12.12.09	11	1	Отворот НКТ	03.12.2009 стоп насоса ШВН (отворот НКТ). Оптимизация
УМ-5.5				851,0	1	ЭЦНД5А-35-1350			800,97	16.12.09	16.12.09	12.07.10		208	1	R=0	14.06.2010 Отказ глубинного датчика 12.07.2010 отказ электронной схемы станции Борец (пропадает напряжение , на звене пост. тока во время запуска) 12.07.2010 R изоляции =0, кабельной линии КПБК 3х16, отказ погружной системы телеметрии. Насос отправлен в ремонт в СК"Борец". Замена ГНО. Насос ЭЦНД5А-35-1282 арендован у СК "Борец"
УМ-5.5				851,0	1	ЭЦНД5А-35-1282			792,2 (76)	29.07.10	29.07.10	21.10.10		84	0	замена ГНО	16.10.2010 Насос ЭЦНД5А-35-1350 получен из ремонта.
УМ-5.5				851,0	1	ЭЦНД5А-35-1350	824		800,97 (77)	23.10.10	24.10.10	13.11.10		20	1	R=0	13.11.2010 Отказ в работе ПЭД ЭЦН (низкое сопротивление изоляции двигателя R изол ПЭД=0 кОм).Снижение изоляции произошло в ПЭД в рез-те попадания пластовой жидкости через верхнее торцевое уплотнение гидрозактита.15.11.11 г. в 09:18 час. стоп насоса ЭЦНД 5А (35*1288), смена уплотнения кабельного ввода.
УМ-5.5				851,0	1	ЭЦНД5А-35-1350	819		800,04 (77)	10.12.10	11.12.10	30.05.11	02.06.11	170	1	Заклинивание	21.02.2011 отсутствует подача воды. Отказ ЗДД. 30.05.2011 стоп насоса ЭЦН по высокому току (76 А) и отсутствию подачи воды из скважины. Сопротивление изоляции R=0. 03.06.2011 Клин верхней секции. Подъем ЭЦНД5А-35 -

																	скручивание кабеля вокруг НКТ. Кабель непригоден для дальнейшей эксплуатации. Клин верхней секции.
УМ-5.5					0,5	ЭЦНД5А-35-1350 (25-1100)	82 3	816	802,4 (77)	05.06.11	05.06.11	09.04. 12		309	0	В работе	05.06.2011 Спуск ЭЦН-35-1350 на НКТ-89мм-77шт-802.4м. В 14:00 час. пуск насоса ЭЦН. Насос ЭЦНД5А-35-1350 отправлен в БРПО г.Томск (вместе с кабелем).
УМ-5.6	5,1	339,4-469,0	539,5	539,5	3,5	УВНН5-79-800	52 6	517	507,84 (49)	14.04.10	15.04.10	09.04. 12		725	2	В работе	
УМ-5.6				539,5	1	56-D-124			490,08	02.11.09	07.11.09	13.11. 09		6	0	Первый спуск	Оптимизация
УМ-5.6				539,5	1	115-F-62			476,82	16.11.09	16.11.09	09.12. 09	16.1 2.09	23	1	Негерметичность НКТ	09.12.09 г. в 20:30 час.стоп ШВН - нет подачи воды (26-я НКТ протерта)
УМ-5.6				539,5	1	115-F-62			479	19.12.09	19.12.09	03.03. 10	08.0 3.10	74	1	Негерметичность НКТ	Запуск ШВН 19.12.09 г. в 03:30 час. 03.03.2010 09:29 остановлен ШВН (отсутствие подачи воды)
УМ-5.6				539,5	0,5	УВНН5-79-800			507,84 (49)	14.04.10	15.04.10	09.04. 12		725	0	В работе	15.04.2010 Запуск в работу насоса УЭЦН79-800/14-003 в 06:30 час.
УМ-5.7	5,1	468,6-763,0	840,9 4	840,0	5,5	56-D-124	82 0	795	800,44 (78(2)+91шт+1п/ш)	11.05.11	12.05.11	09.04. 12		333	4	В работе	
УМ-5.7				840,0	1	72-D-90			788,69 (77)		29.11.09	21.02. 10		84	1	Негерметичность НКТ	21.02.10 г. в 10-50 прекратилась подача воды. Загрузка двигателя снизилась с 24 до 13 %. В стенке НКТ №22 обнаружено отверстие. Отбтаковано 8 шт. НКТ. 20.05.2010 В 13:58 час.
УМ-5.7				840,0	1	56-D-124			768,74 (76)	12.03.10	15.03.10	20.05. 10	24.0 5.10	66	1	Заклинивание	"клин" насоса ШВН (кабель глубинного датчика оборван.
УМ-5.7				840,0	1	56-D-124			767,41 (77(1)+95+1п/ш)	25.05.10	26.05.10	25.04. 11	01.0 5.11	334	1	Негерметичность НКТ	25.04.2011 стоп насоса ШВН (отсутствие подачи воды) 10.05.2011 ротор заклинен в статоре. Выше насоса в патрубке имеется пропант. Слом штанг произошел в результате подклинивания насоса вследствие подсосывания из пласта пропанта при работе насоса.
УМ-5.7					1	56-D-124			767,41 (77(1)+95+1п/ш)	07.05.11	08.05.11	09.05. 11	10.0 5.11	1	1	Обрыв штанг	
УМ-5.7					1,5	56-D-124			800,44 (78(2)+91шт+1п/ш)	11.05.11	12.05.11	09.04. 12		333	0	В работе	
УМ-5.8	6,2	357,1-647,7	717,8	717,8	1	56-D-124	70 5	682	684,16 (66+81шт)	05.03.12	07.03.12	09.04. 12		33	1	В работе	19.02.2012 Стоп насоса (отворот НКТ)
УМ-5.8				717,8	1	56-D-124	70 5	682	684,16 (66+81шт)		25.10.09	19.02. 12	01.0 3.12	847	1	Отворот НКТ	

УМ-5.8				715,0	0,5	7-В-124	65 9	673	663,02 (64+81 шт)	05.03.12	07.03.12	09.04.12		33		В работе	
УМ-5.9	5,1	379,4-557,4	632,0	631,0	1,5	спущена воронка	-	-	206,95 (20)	23.03.11	23.03.11	09.04.12		383	1	стоп насоса ШВН	01.06.2010 Стоп насоса, Переосвоение. Щелевая перфорация, скреперования э/к, УГИС, ГФР, КОС СПО ШВН (с 4.06.2010). ШВН запущен 11.06.10 г. пуск в 01:20 час. 01.01.2011 Стоп по перегрузу. Скважина в накоплении. ГНО на складе. Перевод скважины в наблюдательный фонд. 01.01.2011 Скважина приостановлена из-за низкой эффективности её работы. ГНО на складе. Перевод скважины в наблюдательный фонд. 23.03.2011 спущены 20 отбракованных НКТ с УМ 5.10; глубина спуска 206 м
УМ-5.9				631,0	1	72-D-90			553,53	07.11.2009/ 10.06.2011	07.11.09	06.01.11	22,0 3,11	425	1	стоп насоса ШВН	
УМ-5.9					0,5	спущена воронка			206,95	23.03.11	23.03.11	09.04.12		383		Спущена воронка	
УМ-5.10	6,2	617,7-867,0	972,2		6,5	15-В-1258	-	-	41 (4)	09.03.12	15.03.12	09.04.12		25	5	В работе	27.11.2009 Пуск ШВН в 17:15 14.04.2010 Отсутствие подачи воды (негерметичность НКТ). С 3.05.2010 работает бригада КРС (проведение УГИС, проведение гидромеханической щелевой перфорации). 01.06.2011 Насос ШВН запущен в 15:30 час. (20 Гц). 3.06.2010 обрыв штанг. с 11.06.2010 Оптимизация. В 18:15 час. запуск КМППН 5А-50-600. 13.07.2011 Отказ в работе насоса КМППН 5А-50-600 - клин насоса (засорение мехпримесями). 15.02.2010 В 23:30 час. Стоп насоса ШВН, прекращение подачи воды из скважины (резкое снижение крутящего момента с 15 % до 4-6 %. НКТ имеет внутреннюю потертость, у 4-х НКТ износ резьбовых соединений (отбраковано 29 шт НКТ, 25 штанг имеют износ муфтовых соединений) 14.04.2011 в 13:03 час. "стоп" насоса ШВН - обрыв штанг Ø25 мм. При ревизии насоса-забит угольной грязью (клин насоса. Оформление документации для передачи скважины в наблюдательный фонд.
УМ-5.10					1	56-D-124			863,28	04.11.09	27.11.09	14.04.10	21,0 4,10	138	1	Негерметичность НКТ	
УМ-5.10			964	955	1	56-D-124			865,69	26.05.10	01.06.10	03.06.10	11,0 6,10	2	1	Обрыв штанг	
УМ-5.10					1	КМППН 5А-50-600			896,81	28.06.10	28.06.10	13.07.10		15	1	Клин	
УМ-5.10					1	56-D-124			907,37	25.07.10	25.07.10	15.02.11	13,0 3,11	205	1	Отворот НКТ	
УМ-5.10					1	56-D-124	90 8	894	886,42 (86+109шт)	19.03.11	19.03.11	14.04.11	05,0 6,11	26	1	Обрыв/облом штанг +Клин насоса	
УМ-5.10					1	спущена воронка			41	07.06.11	08.06.11	07.03.12	08,0 3,12	273	0	Спущена воронка	спуск воронки (4 отбракованные трубы).
УМ-5.10					0,5	15-В-1258				09.03.12	15.03.12	09.04.12		25	0	В работе	15.03.2012 в 23:09 пуск насоса ШВН.

Дата обновления: 09.04.2012

Скважина	Стол ротора буровой	Интервалы перфорации	ЦКОД	Текущий забой	Кол-во СПО /№ СПО	ГНО	Глубина ЗДД	Глубина приёма насоса	НКТ (кол-во труб) (НКТ(К)+ШТ+ШТц +ПШ)	Спуск	Запуск	Остановка	Подъем	Наработка суток	Кол-во отказов	Состояние/причины отказов /поднятий	Примечания
----------	---------------------	----------------------	------	---------------	-------------------	-----	-------------	-----------------------	---------------------------------------	-------	--------	-----------	--------	-----------------	----------------	-------------------------------------	------------

НАРЫКСКО-ОСТАШКИНСКАЯ ПЛОЩАДЬ

10 скв.					28									6			
РН-1	4,0	1031,0-1214,2	1273	1273	3,5	16E1600	1226	1238	1224,08 (123+151шт+1пш)		00.01.00	09.04.12		0	2	Отворот/обрыв штанг	07.06.2011 Спуск насоса ШВН на НКТ89мм - 10 шт. 09.06.2011 в 15:30 час. пуск насоса ШВН. 21.06.2011 Восстановление уровня воды в скважине. 03.07.2011 в 13:40 час. стоп насоса ШВН (распоряжение Куленкова В.П.)
РН-1			1269	1269	1	72-D-90	455	468	475,59 (47(2)+42шт+14штц)	08.06.11	09.06.11	03.07.11	09.07.11	24	0	Спуск на проектную глубину/Оптимизация	12.07.2011 Спуск ШВН с кабелем на НКТ-89- 46 шт. (спущено - 500м).
РН-1			1273	1261	1	56-D-124	1252	1229	1234,13 (124(2)+150шт+4пш)	09.08.11	11.08.11	20.08.11	22.09.11	9	1	Обрыв штанг	11.08.2011 Запуск ШВН 56-D-124. Отказ в работе погружной телеметрии. 20.08.2011 Обрыв - отворот штанг Ø25 мм. 20.09.2011 Подъем ШВН с кабелем на НКТ-89 39шт, до головы аварийных штанг. Причина ремонта: обрыв штанг по резьбовому соединению.подняли 31 штангу (из 48) на последней сорвана резьба сорвана резьба. Спротивление изоляции кабеля 0 МОм. 26.09.2011 В 22:17 час. пуск насоса ШВН. 13.10.2011 г. в 19:05 обнаружена утечка газа на резьбовом соединении с переводника на ФА.
РН-1			1273	1269	1,5	16E1600	1226	1238	1224,08 (123+151шт+1пш)	24.09.2011/ 23.10.2011	26.09.11	24.03.12	21.10.11	180	1	Отворот/обрыв штанг	21.10.2011 Подъем ротора на штангах 25мм-10шт. (Σ-151шт.)с раскреплен. Подъем УШВН на НКТ89-123шт. 23.10.2011 Спуск УШВН, НКТ89-23шт.с замером, шаблон +через 10шт. замер изоляц. Σ - 123шт. до Н=1238,16м.Посадка анкера (нагруз-500кг.) Спуск ротора на штангах . Пробный пуск, подача жидкости. 09.11.2011 Стоп ШВН (распоряжение Куленкова В.П.) восстановление уровня воды в скважине. 15.11.11 г. в 09:00 час. пуск насоса ШВН. 21.11.11 г. в 15:40 час. стоп насоса ШВН.21.11.11 г. Затруб закрыт. Причина - исключение размораживания оборудования 16.12.11 г. в 15:15 пуск насоса ШВН. 19.12.11 Подклинивает насос. при пуске лопнул ремень. 22.12.11 г. 14:00 - 14:40 расхаживание автокраном подвески штанг ШВН - срыв "клина". Вода черного оттенка, в осадке присутствуют мех. примеси, мелкие частицы угольной пыли (крошка). Пуск ШВН 14:50 на F=30Гц. Подача 15:01. Вода черного оттенка, в осадке присутствуют мех. примеси, мелкие частицы угольной пыли (крошка). 24.03.12г 0:18 пуск, стоп по перегрузу; распоряжение Аулова Ю.Г. ШВН не запускать
РН-1												09.04.12					
												09.04.12					
РН-2	4,0	818,7-	1043	1038	5,5	6E1300	967	1001	991,94	20.09.	21.09.11	09.04.		0	2	В работе	07.05.2011 Спуск насоса УШВН 56-D-124. 13.05.2011 Запуск насоса УШВН 56-D-124 в

		960,7							(100(3)+122шт)	11		12						16:00 час. 30.05.2011 в 18:00 час. стоп насоса ШВН. Затруб закрыт. Скважина в накоплении. С 03.06.2011 снижение Рзатр до 0 атм. **Нижний пласт на глубине 966 м без пер- форации. 12.06.2011 Спуск УШВН 56-D- 124: низ компоновки (контейнера) 1000,39м. Пробный пуск ШВН в 23:06 час. Подача воды в 23:16 час. Глубина ЗДД=980 м 21.07.2011 в 16:15 Пуск насоса. Второй этап освоения. 24.07.2011 "клин" насоса 03.08.2011 запуск в 21:13. 05.08.2011 в 20:00 час. "Клин" насоса ШВН. Снижение Рзатр. ОКРС. Ожидание противоотворотного анкера. 20.09.2011 Спуск статора на НКТ 89 мм на глубину 1001 м, установка якоря. спуск ротора на штангах Ø25 мм. 21.09.11 г. в 12:51 час. пуск ШВН. ЗДД (-). 25.09.11 г стоп насоса ШВН (утечка газа на соединении трубной головки с ФА). с 23.10.2011- 26.10.2011 Ревизия и опрессовка ФА и КГ 26.10.11г (спуск-подъем) пуск насоса ШВН в 21:10 часа. 15.11.11 в 11:05 отсутствие подачи воды.16.11.11 пуск насоса. 21.11.11 г. в 15:40 час. стоп насоса ШВН. Причина - исключение размораживания оборудования 16.12.11 г. в 15:35 пуск насоса ШВН.
PH-2					1	56-D-124	462	439	425 (45(2)+52шт)	07.05. 11	13.05.11	30.05. 11	10.06. 11	17	0	Спуск на проект- ную глубину		
PH-2					1	56-D-124	980	983	965,37 (99(2)+119шт)	12.06. 11	12.06.11	24.07. 11	30.07. 11	42	1	Отворот НКТ		
PH-2					2	56-D-124	983,6 3	986	997,26 (99(1)+122шт)	02.08. 11	03.08.11	05.08. 11	12.08. 11	2	1	Заклинивание		
PH-2					1,5	6E1300	967	1001	991,94 (100(3)+122шт)	20.09. 11	21.09.11	09.04. 12		201	0	В работе		
												09.04. 12						
PH-3	4,0	352,0- 683,5	813	806	1,5	УВНН5- 79-800	746	738	729,29 (74/0)		03.08.11	09.04. 12		250	1	В работе	18.05.2011 Спуск ШВН на НКТ-89мм до Н=150м. 19.05.2011 Спуск ШВН на НКТ- 89мм до Н=300,23м.	
PH-3					1	56-D-124	303	276	265,82(29/33)	18.05. 11	25.05.11	13.06. 11	13.06. 11	19	0	Спуск на проект- ную глуби- ну/Оптимизация	25.05.2011 Запуск ШВН.15.06.2011 Спуск ЭЦН УВННМ -79-800 на гл. 729 м. в 19:00 час. пробный пуск насоса ЭЦН УВННМ5-79- 800. в 19:10 час. стоп насоса ЭЦН УВННМ5- 79-800. 19.07.2011 Пуск насоса ЭЦН в 15:20. Второй этап освоения. 29.07.2011 в 19:22 час. "клин" насоса ЭЦН. 03.08.2011 В 15:40 час. начало обратной промывки.	
PH-3					0,5	УВНН5- 79-800	746	738	729,29 (74/0)	15.06. 11	19.07.11	29.07. 11		10	1	Заклинивание	Ртах=30атм. Запуск в 21:25. 21.11.11 г. в 15:40 час. стоп насоса ЭЦН. Причина - ис- ключение размораживания оборудования. 18.12.2011 Зайный датчик подключен. Пробный пуск ЭЦН.	
PH-3					0	УВНН5- 79-800	746	738	729,29 (74/0)		03.08.11	09.04. 12		250	0	В работе		
PH-3												09.04. 2012						
PH-4	5,2	612,4- 795,5	891	891	3,5	13E1300	834	848	836,91 (85(1)+102+4п/шт)		13.09.11	09.04. 12		209	0	В работе	23.03.2011-24.03.2011 спуск насоса ШВН на НКТ-89 мм в кол-ве 45 шт.(+контейнер НКТ- 89 мм-2шт) на глубину 447,8 м. 22.07.11 в 18:25 Пуск насоса. 03.08.2011 Ожидание поставки противоотворотного анкера.	
PH-4					1	56-D-124		463	447,8 (47(2)+55шт)	23.03.	22.07.11	06.08.	06.08.	15	0	Спуск на проект- ную глуби-		

										11		11	11			ну/Оптимизация	07.08.2011 подъем КОС - 4 трубы забиты пропантом, грязью 12.09.2011 Монтаж ШВН 13Е-1300, спуск ШВН с кабелем на НКТ-89 84шт на Н=848,49м. 16.09.11 г. в 05:30 час. стоп насоса ШВН. 26.09.11 г в 20:00 час. стоп насоса ШВН (утечка газа по кабельному вводу). 01.10.11 г. в 08:00 час. пуск насоса ШВН. В 20:00 стоп насоса ШВН, затруб закрыт. 02.10.11 г. в 10:20 час. пуск насоса ШВН. Утечка газа по ФА устранена. В 21:00 стоп насоса ШВН, затруб закрыт (утечка газа по ФА). 02.10.11 г. В 10:20 пуск насоса ШВН на F = 30Гц. 21:00 стоп насоса ШВН, затруб закрыт. (Распоряжение Куленкова В. П.) (утечка газа по ФА). 14.10.11 г. 11:00 - 11:30 час. устранение утечки по ФА. 15.10.11 г. снижение Рзатр. Депрессия на пласты не более 5 атм/сутки. 17.10.11-20.10.11 ревизия и опрессовка ФА и КГ 20.10.2011 пуск насоса ШВН в 5:05. 24.10.11 г. в 22:45 час. стоп насоса ШВН. Распоряжение Нейметова С. В. Давление Рзатр. Поднять до 40 атм. 11.12.2011 в 21:30 остановка скважины (отказ в работе системы погружной телеметрии -некорректные показания забойного датчика давления). 11.12.11 г. в 21:30 час. стоп ШВН. Отказ в работе системы погружной телеметрии. 19.12.2011 пробный пуск насоса.		
PH-4					2,5	13E1300	834	848	836,91 (85(1)+102+4п/ш)	12.09. 2011/ 19.10. 2011/ 18.12. 2011	13.09.11	09.04. 12	17.10. 2011/ 17.12. 2011	209	0	В работе			
PH-4																			
PH-4																			
PH-4																			
PH-5	5,0	843,6- 1039,9	1127	1126	3,5	6E1300	1059	1057	1061,87 (107(1)+131шт+3п/ ш)		18.09.11	09.04. 12		204	0	В работе	25.03.2011 Спуск ШВН на НКТ Ø 89мм 47 шт. (контейнер 2 шт.), L=424,64 м. 22.07.11 в 17:00 Пуск ШВН. 14.08.2011 Стоп насоса. Ожидание заезда бригады КРС (поставка оборудования). 18.09.11 пуск насоса в 12:30 26.09.11 г в 13:30 час. стоп насоса ШВН (утечка газа из муфты соед. с экспл. колонной). 03.10.11 г. в 20:00 час. пуск насоса ШВН. В 0:00 стоп насоса ШВН С 13.10.2011 работает бригада КРС.18.10.11 г. в 19:15 пуск насоса ШВН F-20Гц. 22.12.11 г. 02:00 Стоп по перегрузу:35 Гц. Подачи нет. 02:30 Пуск F=20 Гц(+): 5:30 подачи нет Рз=11.5атм 7:30 стоп ШВН. 11:10 Пуск ШВН на 50Гц. Подача воды в 17:00. Переход на 20Гц. 15.12.2011 Стоп насоса. скважина остановлена (отказ в работе системы погружной телеметрии -некорректные показания забойного датчика давления).		
PH-5					1	56-D-124	450	439	424 (45(2)+53шт)	25.03. 11	22.07.11	14.08. 11	23.08. 11	23	0	Спуск на проектную глубину			
PH-5					2,5	6E1300	1059	1057	1061,87 (107(1)+131шт+3п/ ш)	14.09. 2011/ 16.10. 2011/ 21.12. 2011	18.09.11	09.04. 12	14.10. 2011/ 20.12. 2011	204	0	В работе			
PH-6	5,0	396,0- 548,8	643	643	5,5	13E1300	578	593	562,31 (57 (1)+66шт+5пш)	19.02. 12	21.02.12	09.04. 12		48	2	В работе	21.04.2011 спуск ШВН-56-D-124 на НКТ-89мм в кол-ве 26шт на глубину - 287,96 м (верх насоса). 23.07.2011 в 15:15 часов Пуск		

PH-6					2	56-D-124	288	281	267 (28(2)+24шт+8)	21.04.2011/ 13.08.2011	23.07.11	08.08.11	09.08.2011/ 19.08.2011	16	0	Спуск на проектную глубину/Оптимизация	ШВН. 08.08.2011 переспуск насоса на проектную глубину, очистка забоя. 19.09.2011 пробный пуск насоса ШВН 6-Е-1300. 26.09.11 г в 13:30 час. стоп насоса ШВН (утечка газа по межколлоному пространству). 16.10.2011 г. в 09:05 пуск насоса. 20.12.2011 стоп насоса замена погружной телеметрии. 25.12.2011 в 14:00 стоп ШВН (отворот штанг) (Распоряжение Нейметова). 06.02.12г. В 9:30 стоп - отсутствие подачи воды. Снижение Рзатр до "0" с темпом 3-5 атм в сутки. (Нейметов). ОКРС. По результатам опрессовки - негерметичность НКТ.
PH-6					2	13E1300	578	593	571,02 (57(2)+72шт+2пш))	18.09.2011/ 24.12.2011	19.09.11	25.12.11	23.12.2011/ 28.12.2011	97	1	Недоворот	
PH-6					1	13E1300	578	593	562,31 (57(1)+66шт+5пш)	30.12.11	30.12.11	06.02.12	19.02.12	38	1	Негерметичность НКТ	
PH-6					0,5	13E1300	578	593	562,31 (57(1)+66шт+5пш)	19.02.12	21.02.12	09.04.12		48	0	В работе	
PH-7	5,0	838,7-1065,6	1159		2,5	10-B-124	1093	1108	1108,72 (110(1)+132шт+5пш)	15.02.11	16.02.12	09.04.12		53	1	В работе	28.04.2011 Спуск ШВН на НКТ Ø 89мм 46 шт. L=455,23 м + подвесной патрубок 0,87 м 23.07.2011 в 11:00 Пуск насоса ШВН. 11.12.2011 Спуск на проектную глубину. 17.01.12г. (Нет связи с ТМСП) снижение затрубного давления 07.01.12г. Отказ в работе ЗДД. Нет связи с ТМСП. 07.02.12г. Демонтаж привода ШВН. Работает бригада КРС. 16.02.12г. КРС: наворот штанг на ротор(+). 15:25 - пуск, 15:29 - подача воды. 17.01.12 г в 08:00 час. стоп насоса ШВН. Снижение Рзатр. 15.02.12г. Пуск в 13:10 (нет подачи воды), стоп в 17:00.16.02.12г. КРС: наворот штанг на ротор(+). 15:25 - пуск, 15:29 - подача воды.
PH-7					1	56-D-124		470	436,26 (48(2)+56шт)	28.04.11	23.07.11	06.11.11	12.12.11	106	0	Спуск на проектную глубину/Оптимизация	
PH-7				1152	1	15-B-158	1092	1094	1091,7 (109(1)+133шт+6пш)	16.12.11	17.12.11	17.01.12	10.02.11	31	0	Оптимизация	
PH-7					0,5	10-B-124	1093	1108	1108,72 (110(1)+132шт+5пш)	15.02.11	15.02.12	16.02.12		1	1	Отворот штанг	
PH-7											16.02.12	09.04.12		53	0	В работе	
PH-7																	
PH-8	4,0	313,8-438,1	554	525	1,5	56-D-124	483	485	468,71(49(2)+57шт)		19.12.11	09.04.12		112	0	В работе	18.06.2011 спуск УШВН: низ статора-282,55м.Пробный запуск (F=20Гц; I=16,5А; нагрузка 2%). 21.06.2011 запуск ШВН в 12:40. 04.07.2011 доспуск ШВН с кабелем на НКТ-89 24шт Σ=49шт и крепление противотворотного анкера. Прием газосепаратора на Н=484.58м. Монтаж ФА и верхнего привода ШВН и запуск скважины. 07.07.2011 в 01:30 час. обнаружена утечка газа через кабельный ввод. 10.07.2011 в 10:30 час. стоп насоса ШВН 27.07.2011 в 19:00 час. скважина PH-8 остановлена. Причина - отказ тормозной системы привода ШВН. 03.08.2011 пуск насоса ШВН. 16.11.11 стоп насоса ШВН. Рзатр. не более 30 атм. 20.12.2011
PH-8					1	56-D-124	310	289	272,43 (29(2)+32шт)	18.06.11	21.06.11	01.07.11	03.07.11	10	0	В работе	
PH-8					0,5	56-D-124	484	490	468,71(49(2)+57шт)	04.07.11	06.07.11	16.11.11		133	0	отказ тормозной системы привода	
PH-8					0	56-D-124	483	485	488,4(49(2)+57шт)		19.12.11	09.04.12		112	0	В работе	
PH-8												09.04.12					

																		пуск наоса.
PH-9	4,0	491,7-676,8	766	762	1,5	72-D-90	748	726	710,52 730,30 (74(2)+87шт)	07.07.11	08.07.11	09.04.12		276	0	В работе	25.05.2011 Спуск насоса ШВН на НКТ Ø 89мм - 30 шт. с замером и шаблонированием. 27.05.2011 НКТ 89 мм -30 шт. L=299,49 м 16.06.2011 Пуск насоса ШВН в 15:05.02.07.2011 в 03:20 час. стоп насоса ШВН. 06.07.2011 Шаблонирование скважины до глубины 762м, м/ж ШВН, спуск статора насоса на НКТ Ø89 мм. - 37шт. 16.11 2011 Стоп насоса. показания узла учета воды не корректны. 19.12.2011 пуск насоса	
PH-9					1	56-D-124	337	315	301 (32(2))+36шт)	27.05.11	16.06.11	02.07.11	05.07.11	16		Спуск на проектную глубину/Оптимизация		
PH-9					0,5	72-D-90	748	726	710,52 730,30 (74(2)+87шт)	07.07.11	08.07.11	09.04.12		276	0	В работе		
PH-9												09.04.12						
PH-10	5,0	734,6-873,4	1014		1	56-D-124			322,94(32(2))		14.06.11	04.10.11		112	0	Стоп насоса/Поднят	11.05.2011 спуск ШВН,верх статора 304,2м.Спуск штанг.37 шт (27 шт. без центраторов,10 шт.по 3 центратора). 14.06.11 г. в 16:15 час. пуск насоса ШВН. 29.07.2011 демонтаж привода насоса ШВН. 31.08.2011 Пуск насоса. 04.10.2011 в 13:30 стоп насоса (утечка газа по муфте переводника колонной головки на ФА). Первый этап освоения скважины. Затруб закрыт. Восстановление уровня воды в скважине.	
PH-10					1	56-D-124		319	302 (32(2))+37шт)	11.05.11	14.06.11	29.07.11		45	0	Стоп насоса/Поднят		
PH-10					0	56-D-124			322,94(32(2))		31.08.11	04.10.11		34	0	Стоп насоса/Поднят		
PH-10														0	0	Стоп насоса/Поднят		